

ANÁLISE DA ALTERAÇÃO NO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE ELÉTRICA, PROVOCADA PELA LEI 14.300 DE 2022

Gabriela Tsukamoto Mukai¹
José Antonio Cescon¹
Welinton Camargo Ferreira¹
Sandro Rizzon Vieira¹

¹Universidade Estadual do Oeste do Paraná

DOI: 10.47168/rbe.v30i4.884

RESUMO

A geração de energia solar fotovoltaica de forma distribuída passou a compor a matriz elétrica brasileira com percentuais mais significativos devido, principalmente, aos incentivos governamentais por meio da criação do sistema de compensação da eletricidade gerada. A Lei 14.300, de janeiro de 2022, alterou o marco legal da geração distribuída e modificou o cenário com a taxação sobre a eletricidade não utilizada na residência e injetada na rede. Este estudo tem por objetivo comparar o retorno do investimento para proprietários, no estado do Paraná, de instalações de sistema de geração de energia solar fotovoltaica conectadas à rede elétrica, antes e após as mudanças impostas pela vigência da lei 14.300/2022. É um estudo de caso descritivo, de abordagem quantitativa, de método indutivo e natureza longitudinal dos dados. Para o cálculo do retorno do investimento foram utilizados os indicadores financeiros *payback* descontado, taxa interna de retorno, valor presente líquido e taxa mínima de atratividade. Como resultado, foi possível concluir que mesmo com uma redução em 27% no retorno do investimento após a taxação da energia compensada na rede elétrica, o investimento continua sendo viável economicamente, com o prazo médio de retorno do investimento ampliado de 6,83 para 7,83 anos.

Palavras-chave: Compensação; Simultaneidade; Viabilidade.

ABSTRACT

Distributed photovoltaic solar energy generation has become part of the Brazilian electricity matrix with more significant shares, mainly due to government incentives through the creation of the compensation system for the electricity generated. Law 14,300, from January 2022,

changed the legal framework for distributed generation, changing this scenario by charging electricity not used in the residence and injected into the grid. This study aims to compare the return on investment for an owner, in the state of Paraná, of a solar photovoltaic electricity generation system connected to the electric grid, before and after the changes imposed by the Law 14,300/2022. It is classified as a descriptive case study, with a quantitative approach, inductive method and longitudinal nature of the dataset. To calculate the return on investment, the financial indicators used were discounted payback, internal rate of return, net present value and minimum attractiveness rate. As a result, it was possible to conclude that even with a 27% reduction in the return on investment after charging the energy compensated in the electricity grid, the investment continues to be economically viable, with the average return on investment period being extended from 6.83 to 7.83 years.

Keywords: Compensation; Concurrency; Viability.

1. INTRODUÇÃO

A busca por fontes renováveis de energia tem se tornado uma premissa para o desenvolvimento sustentável dos países, uma vez que a disponibilidade das fontes não renováveis é finita e causadora de impactos ambientais nocivos, principalmente no que se refere a emissão dos gases que contribuem para o efeito estufa (PHILIPPI & REIS, 2016; KRELL & DE CASTRO E SOUZA, 2020).

A matriz elétrica brasileira, de acordo com os dados apresentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica em 2023, é composta predominantemente por fontes renováveis (83,55%), sendo as hidrelétricas, ainda, de maior representatividade (58,9%). As fontes de geração eólica e solar, que em 2022 representavam respectivamente 10,6% e 2,5%, passaram para 13,2% e 7,00% no ano de 2023, e já representam pouco mais de 1/4 da geração de energia elétrica no Brasil (EPE, 2024).

As hidrelétricas, apesar de serem consideradas uma fonte renovável de energia, provocam grande impacto ambiental nas regiões onde são instaladas. Sua dependência do regime pluvial na bacia hidrográfica de inserção é um problema devido às instabilidades decorrentes de fenômenos climáticos. Quando a geração hidrelétrica é insuficiente, a geração elétrica é complementada pelas usinas termelétricas, que são mais nocivas ao meio ambiente e possuem um custo de geração maior, fato que pode ser observado pela alteração das bandeiras tarifárias, quando são adicionadas ao sistema integrado de geração de energia elétrica (EPE, 2024).

Nesse cenário, para ampliar e complementar a geração de energia elétrica nos períodos de maior consumo e de escassez hí

drica, propiciando uma melhor eficiência energética, a instalação de sistemas solares fotovoltaicos interligados a rede surgiu como opção de geração descentralizada (ZILLES et al., 2012; GODOY et al., 2020). A geração solar fotovoltaica tornou-se mais competitiva com o passar do tempo, em parte devido ao avanço tecnológico, com a redução dos custos, e em parte com os ganhos de escala na implementação dos sistemas (ZILLES et al., 2012; MORAES, 2018).

A geração solar fotovoltaica de forma distribuída passou a compor a matriz elétrica brasileira com percentuais mais significativos a partir do marco legal de 2012 (resolução normativa ANEEL, 482/2012, atualizada pela resolução ANEEL 687/2015), tendo em vista principalmente a possibilidade de compensação de geração e isenção tributária. Entretanto, a lei 14.300, de janeiro de 2022, cuja vigência foi a partir de janeiro de 2023, alterou as regras sobre a eletricidade não utilizada nas residências e injetada na rede, alterando a economicidade.

Diante desse novo cenário, o presente estudo visa mensurar Qual o impacto no tempo/retorno do investimento na implantação de um sistema fotovoltaico residencial, tipo Fio B, após a vigência da lei 14300/22?

Para responder essa questão, o objetivo deste estudo consiste em comparar o retorno do investimento de um consumidor residencial, no estado do Paraná, que instala um sistema de geração solar fotovoltaica conectado à rede elétrica, antes e após as mudanças impostas pela lei 14.300/2022. Os resultados demonstram que há uma ampliação do tempo de retorno, que no entanto ainda é economicamente viável ao consumidor.

Estudos sobre viabilidade econômica e financeira da implantação de placas fotovoltaicas mostraram sua vantagem (DASSI et al., 2015), bem como a redução dos custos nesse tipo de investimento (MOREIRA & DE OLIVEIRA, 2018). Assim apresenta-se a lacuna a ser pesquisada, que é o impacto com a implementação da Lei 14.300/2022.

Quanto ao aspecto prático, este estudo se justifica por auxiliar os consumidores a identificar a viabilidade econômica da geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica em um contexto mais recente.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Sistema Fotovoltaico (SFV)

A geração de energia elétrica através de placas fotovoltaicas é possível devido ao efeito fotovoltaico constatado em materiais semicondutores, sendo o silício o mais utilizado (OBEIDAT, 2018). Existem duas formas principais de geração solar fotovoltaica. Uma delas é através da geração centralizada, com usinas de grande porte, e a outra é através da geração distribuída, com micro e minigeradoras, localizadas

em residências, em comércios, propriedades rurais, prédios públicos e indústrias (ZILLES et al., 2012). A configuração integrada à edificação elimina os gastos com transmissão e distribuição, pois a unidade geradora e consumidora estão no mesmo local, aumentando a eficiência energética (ZILLES et al., 2012).

Com a Resolução Normativa 482 da ANEEL/2012, revisada e atualizada pela Resolução 687 da ANEEL/2015, a geração distribuída ganhou força em todo o país. A partir de então, determinou-se um sistema de compensação de energia elétrica denominado net metering. Com ele, o mini e microgerador podem injetar o excedente gerado na rede da concessionária e usá-lo no futuro, reduzindo assim o impacto sobre o custo da energia elétrica (RIOS & RIOS, 2017).

O sistema de geração fotovoltaica utilizado nas residências é composto basicamente por quatro equipamentos: i) Módulo solar fotovoltaico, popularmente conhecido por placa solar, que é responsável por captar a radiação solar e transformá-la em energia elétrica; ii) Inversor de frequência, que recebe a energia em corrente contínua, gerada pelos módulos ligados em série (strings), e a transforma em corrente alternada, na frequência da rede a que estiver conectado; iii) String box, que é caixa das ligações dos condutores elétricos e do sistema de proteção do gerador fotovoltaico; e iv) Medidor bidirecional, que é equipamento cuja instalação é da concessionária de energia elétrica (ANDRADE JUNIOR & MENDES, 2016).

Pode-se citar que a geração de energia elétrica através das células solares é uma tecnologia de baixo custo e reconhecida como confiável, eficiente e ecologicamente correta. Entretanto, a energia solar não está livre de impactos ambientais e à saúde humana, pois os inversores e painéis fotovoltaicos, ao atingirem o fim de seus ciclos de vida, resultam formação de resíduos (SALIM et al., 2019; BASTOS, 2020). A geração de resíduos compromete a qualidade de vida da sociedade e provoca impactos ambientais negativos (ALVES et al., 2021).

2.2 Evolução do custo do SFV

É possível notar a curva de aprendizagem da tecnologia fotovoltaica quando se verifica a diminuição do preço dos painéis solares como consequência do aumento da capacidade de produção, bem como a redução dos preços dos inversores. A diminuição do preço dos painéis e inversores impacta consideravelmente o custo de instalação do SFV (RIGO et al., 2022).

Em um estudo realizado por Dantas e Pompermayer (2018), para o IPEA, foi possível estimar o custo da energia gerada pelo SFV considerando a vida útil de 10, 15 e 20 anos para projetos com 6, 10 e 18 placas. Os valores podem ser visualizados na Tabela 1 (Dantas e Pompermayer, 2018).

Tabela 1 – Custos unitários utilizando a média diária de radiação solar (em R\$/kWh)

Custo da produção de energia elétrica (R\$/kWh)*		Sistema de 6 placas	Sistema de 10 placas	Sistema de 18 placas
Vida útil	10 anos	0,67	0,59	0,53
Vida útil	15 anos	0,52	0,46	0,41
Vida útil	20 anos	0,55	0,47	0,41

* custos sem impostos e contribuições e sem adicional por bandeira tarifária

Percebe-se que custo por kWh de geração de energia elétrica é menor para o tempo de vida útil de 15 anos, pois até esse período ainda não há necessidade de reposição de equipamentos (DANTAS & POMPERMAYER, 2018).

2.3 Sistema tarifário da Copel

O estudo de caso considera uma instalação no estado do Paraná. O Sistema Tarifário Convencional da Copel, apresentado na Tabela 2 (Tab Engenharia, 2023), é composto pelas Tarifa de Energia (TE) e pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TE corresponde aos custos de distribuição da concessionária, repassados ao consumidor final, e sem finalidade de obtenção de lucro. Já a TUSD é referente ao custo do transporte da energia elétrica, somado ao pagamento da concessionária, e que inclui os encargos a serem repassados aos órgãos competentes (COPEL, 2023).

Tabela 2 – Composição da Tarifa de Energia

TE		TUSD			
Tarifa de Energia		Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição			
Energia	Encargos	FIO A (transmissão)	FIO B (Distribuição)	Encargos	Perdas
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Um fator que alterou o custo da energia elétrica ao consumidor foi que a ANEEL, no ano de 2015, instituiu um sistema de bandeiras tarifárias para indicar ao consumidor final os reais custos da geração de eletricidade durante um dado período. Os custos de geração estão diretamente relacionados com a disponibilidade hídrica, pois em períodos de estiagem a geração nas hidrelétricas é insuficiente para suprir a demanda. Com isso, instituiu-se as seguintes bandeiras tarifárias no Brasil, que evidentemente são adotadas de forma compulsória pela Companhia Paranaense de Energia (Copel):

- Verde: condições favoráveis - sem custo adicional

- Amarela: condições menos favoráveis - custo de R\$ 2,989 a cada 100 kWh
- Vermelha patamar 1: mais custosas - custo de R\$ 6,500 a cada 100 kWh
- Vermelha patamar 2: mais custosas - custo de R\$ 9,795 a cada 100 kWh
- Escassez hídrica: custo de R\$ 14,20 a cada 100 kWh.

Na Tabela 3 (ANEEL, 2023) é apresentado o histórico da incidência das bandeiras tarifárias no período de 2018 a 2023.

Tabela 3 – Histórico incidência bandeiras tarifárias de 2018 a 2023

Mês/Ano	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Janeiro	Vermelha 1	Verde	Amarela	Amarela	Escassez Hídrica	Verde
Fevereiro	Verde	Verde	Verde	Amarela	Escassez Hídrica	Verde
Março	Verde	Verde	Verde	Amarela	Escassez Hídrica	Verde
Abril	Verde	Verde	Verde	Amarela	Escassez Hídrica	Verde
Maio	Amarela	Amarela	Verde	Vermelha 2	Escassez Hídrica	Verde
Junho	Vermelha 2	Amarela	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde
Julho	Vermelha 2	Amarela	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde
Agosto	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde
Setembro	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde
Outubro	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde
Novembro	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Escassez Hídrica	Verde	Verde
Dezembro	Amarela	Amarela	Vermelha 2	Escassez Hídrica	Verde	Verde

Na Figura 1 (ANEEL, 2023) apresenta-se a evolução do valor da tarifa média anual para a classe residencial, até o ano de 2023. A tarifa média leva em consideração a incidência das bandeiras tarifárias (amarela e vermelha) aplicadas durante o ano. Na evolução da tarifa média não estão inclusos os consumidores classificados como baixa renda, os quais gozam de subsídios.



Figura 1 - Evolução da Tarifa Média da Classe Residencial de 2005 a 2023

A COPEL estabelece um valor mínimo pago pelos consumidores pela disponibilização dos serviços de distribuição de energia elétrica e como contribuição para a iluminação pública, que é taxado de acordo com o padrão de ligação:

- 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores (família de baixa renda);
- 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou
- 100 kWh, se trifásico.

O valor da tarifa praticado pela COPEL a partir de junho de 2023 era assim composto: TE = R\$ 0,38737 por kWh e a TUSD = R\$ 0,4210 por kWh, sendo ambas as parcelas com impostos inclusos (COPEL, 2023).

2.4 Sistema de compensação de energia

O sistema de compensação de energia elétrica gerada pelo SFV foi pensado para eliminar o uso de baterias como forma de armazenamento e tornar o investimento economicamente viável (RÜTHER, 2004). De acordo com Zilles et al. (2012), a interligação à rede elétrica do SFV se torna uma opção mais atraente quando as tarifas da concessionária têm valores próximos ao custo da geração solar, ou seja, a compensação da energia gerada e não consumida tem o mesmo valor da energia comprada, sem diferenciação de tarifas horárias.

Conforme estabelecido pela resolução ANEEL nº 482/2012, alterada pela resolução ANEEL, 687/2015, os consumidores podem

instalar em suas unidades consumidoras um sistema micro ou mini-gerador de eletricidade e participar do sistema de compensação de energia elétrica. Esse sistema de compensação permite que o consumidor gere créditos de energia injetando o excedente de sua geração na rede elétrica pública, para consumir em períodos em que a geração é insuficiente para atender sua demanda. Esses créditos poderão ser abatidos de suas faturas posteriores por um período máximo de até 60 meses.

A Lei 14.300, de janeiro de 2022, instituiu um novo marco legal para as unidades micro e minigeração de consumidores que pretendem gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis. A Lei não retira os benefícios dos micros e minigeradores já existentes, ou seja, institui a não cobrança pelo excedente injetado na rede até o ano de 2045 (BRASIL, 2022).

A microgeração distribuída é definida pela Lei 14.300 como "central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras".

A principal alteração da Lei 14.300, que impacta diretamente na análise do retorno do investimento de novas instalações SFV, é a taxação sobre o excedente que é gerado e injetado na rede, ou seja, a concessionária cobrará pela utilização do sistema de transmissão para contribuir com a infraestrutura da rede elétrica (BRASIL, 2022).

Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:

I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;

II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;

III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;

IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;

V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;

VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028;

VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

Um ponto favorável ao consumidor com a alteração no sistema de compensação de energia de acordo com a Lei 14.300/2022, é a exclusão da tripla cobrança pelas distribuidoras, ou seja, o consumidor pagará somente o maior valor entre o custo de disponibilidade e taxa-ção do Fio B.

2.5 Viabilidade econômica

A avaliação de um novo investimento deve analisar se os benefícios almejados são de curto ou longo prazo. Ao optar pela energia solar fotovoltaica, é importante verificar se a redução do custo com a energia elétrica da concessionária é superior aos gastos associados à implantação e manutenção do sistema de geração. No entanto, essa análise focaliza apenas os aspectos econômicos, deixando de considerar as contribuições das fontes de energia renováveis não convencionais para o meio ambiente e para o sistema energético brasileiro (WERKE, 2008).

Do ponto de vista econômico, é necessário utilizar métodos que considerem a variação temporal do capital (WERKE, 2008). Ao considerar o conceito do valor do dinheiro ao longo do tempo, é importante dar ênfase aos métodos que levam em consideração o critério do Fluxo de Caixa Descontado, como o *Payback*, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) (ASSAF NETO, 2023).

O *Payback* determina o período requerido para recuperar o capital investido no projeto por meio dos fluxos de caixa esperados no futuro. O *Payback* Descontado leva em conta o custo de oportunidade na determinação do período de recuperação do capital. Ele calcula o valor presente dos fluxos de caixa esperados e compara esse resultado atualizado com o capital investido no projeto (ASSAF NETO, 2023).

O *Payback* Descontado é uma análise econômica amplamente reconhecida e de aplicação simplificada para esse tipo de investimento. Essa métrica indica o ponto em que os benefícios econômicos provenientes da eletricidade gerada pelo sistema solar fotovoltaico equiparam-se ao capital investido no empreendimento. Dessa forma, quanto mais curto o período de *Payback*, mais atraente será considerado o investimento (LANDEIRA, 2013).

A análise dos fluxos de caixa pelo método do VPL consiste na diferença entre o valor presente dos benefícios (ou pagamentos) previstos de caixa e o valor presente do fluxo de caixa inicial (valor do investimento, do empréstimo ou do financiamento) (ASSAF NETO, 2023).

De acordo com Landeira (2013), o VPL representa, no momento presente, o montante econômico acumulado ao longo da vida útil do sistema de geração de energia solar fotovoltaica. Portanto, um VPL mais elevado indica uma perspectiva mais favorável para o investimento.

Assaf Neto (2023) define o cálculo do VPL de acordo com a equação 1:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (1)$$

onde,

FC_j = valor de entrada (ou saída) de caixa previsto para cada intervalo de tempo

FC_0 = fluxo de caixa no momento zero (inicial), podendo ser investimento, empréstimo ou financiamento

i = Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

j = período (meses ou anos)

n = tempo de vida útil

Segundo Antonioli (2012), um VPL igual a zero categoriza o investimento como indiferente, enquanto um VPL superior a zero o classifica como economicamente viável. Geralmente, em cálculos para sistemas solares fotovoltaicos, adota-se uma vida útil de 25 anos.

Assaf Neto (2023) definiu como investimento economicamente viável valores de $VPL \geq 0$, onde:

$VPL > 0$ Indica que: $TIR >$ Taxa Exigida de Retorno

$VPL < 0$ Indica que: $TIR <$ Taxa Exigida de Retorno

$VPL = 0$ Indica que: $TIR =$ Taxa Exigida de Retorno

O cálculo do VPL requer a determinação antecipada da taxa de desconto utilizada na atualização dos fluxos de caixa, mas não revela diretamente a taxa de rentabilidade (ou custo) da operação financeira. Ao descontar todos os fluxos de entrada e saída de caixa por uma taxa de desconto mínima aceitável, o VPL indica, em última instância, o desempenho econômico da alternativa financeira expressa em valores atualizados (ASSAF NETO, 2023).

Outra medida de avaliação de investimento é a TIR, que é a taxa de juros (ou desconto) que, em um tempo específico iguala o valor presente das entradas (recebimentos) com o das saídas (pagamentos) previstas no caixa. Utiliza-se, normalmente, a data de início da operação como a referência para a comparação dos fluxos de caixa (ASSAF NETO, 2023). De acordo com Landeira (2013), a TIR é o valor da remuneração do capital investido para que o VPL seja zero. E quanto maior a diferença entre a TIR e a taxa de desconto que reflete condições do mercado, melhor é o investimento.

Para um investimento ser considerado economicamente viável o critério de decisão deve utilizar como referência o valor a $TIR \geq$ Taxa Mínima de Atratividade, assim haverá geração de valor econômico sempre que o retorno ultrapassar o custo de oportunidade do capital (ASSAF NETO, 2023). Na equação 2, apresenta-se como é obtido o cálculo da TIR.

$$\sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} - Investimento\ inicial = 0 \quad (2)$$

Onde:

FC_i = fluxos de caixa do período

i = período de cada investimento

N = período final do investimento

A análise de viabilidade de um investimento deve contemplar o Custo de Oportunidade, denominado Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que é definido por Assaf Neto (2023) como o rendimento mínimo proporcionado ao detentor do capital como lucro para compensá-lo pelo investimento. É comum que se utilize remunerações de investimentos com baixo risco no mercado financeiro, como a poupança, por exemplo (WERNKE, 2008).

2.6 Estudos relacionados

A busca por estudos relacionados ao tema teve por objetivo identificar a metodologia referente ao cálculo do retorno do investimento e as hipóteses de operação e vida útil do SFV. Entre eles, pode-se citar a tese de mestrado de Landeira (2013), que utilizou um modelo simples para verificar a viabilidade econômica da geração fotovoltaica em diversas regiões do país. Após a análise dos resultados obtidos com o cálculo do *Payback* Descontado, TIR e VPL, o autor chegou à conclusão que o sistema de compensação, introduzido pela Resolução nº 482, isoladamente não é incentivo suficiente para a popularização da energia fotovoltaica.

Na dissertação de mestrado de Montenegro (2013) foram analisados diversos cenários com a combinação de diferentes percentuais de geração de energia fotovoltaica, com a retirada dos custos de disponibilidade, do medidor e os impostos (ICMS, PIS e COFINS). Utilizando o cálculo do VPL, TIR e o tempo de retorno do investimento, concluiu-se que, em alguns cenários considerados, em todas as 27 capitais brasileiras o retorno do investimento é de longo prazo. Porém, sem a cobrança dos impostos sobre a energia injetada na rede elétrica, se tornaria viável em 12 capitais.

Dassi et al., (2015) analisaram a viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica como alternativa para redução de custos e de diversificação energética em uma Instituição de Ensino Superior em Santa Catarina. Os resultados demonstraram que a implantação de energia solar fotovoltaica é viável no período analisado.

Moreira e De Oliveira (2018) realizaram um estudo simulado de viabilidade do sistema fotovoltaico conectado à rede para suprir parte da demanda do Centro Universitário Alves Faria. Como resultado, o sistema fotovoltaico simulado apresentou uma redução de aproximadamente 63% do consumo de energia elétrica da concessionária, com um período de retorno do investimento estimado em 5,41 anos, indi-

cando que seria tecnicamente e economicamente viável.

No trabalho de Jauris (2023) foram utilizados os indicadores Tempo de Retorno do Investimento e VPL para analisar a viabilidade de uma instalação de microgeração solar fotovoltaica em uma unidade consumidora, considerando quatro cenários diferentes de formas de pagamento do investimento e tarifação. O *Payback* variou entre 48 meses (4 anos) e 89 meses (7,42 anos), e o VPL de 7 mil reais a 28 mil reais, indicando o investimento economicamente viável.

O trabalho de Oliveira (2023) foi o que mais se aproximou do tema proposto por este estudo, pois analisou a viabilidade econômica do SFV após a vigência da lei 14.300/2022 e alteração do sistema de compensação dos créditos das unidades geradores de energia solar. Utilizando os indicadores *Payback* simples, TMA, VPL e TIR, concluiu que os investimentos em energia solar ainda são viáveis economicamente.

3. METODOLOGIA

A pesquisa se caracteriza como um estudo de caso descritivo, de abordagem quantitativa. Os dados foram tabulados através de planilhas eletrônicas com o uso do software Microsoft Excel, assim como o retorno do investimento foi calculado com o auxílio de procedimentos disponíveis na mesma plataforma.

3.1 Caracterização da unidade consumidora

A análise do pressuposto de que há alteração no retorno do investimento de uma instalação de SFV de acordo com as novas cobranças sobre sistema de compensação de energia elétrica foi feita para uma residência localizada na cidade de Foz do Iguaçu/PR. A família residente é composta por três pessoas, sendo dois adultos e uma criança de cinco anos de idade. Os hábitos de consumo, identificados por meio de entrevista verbal direcionada a um dos moradores, são os de uma família típica em que os pais trabalham em tempo integral em empresas privadas e a criança tem atividade escolar diurna.

Nessa unidade constatou-se que a geração elétrica ocorre do período das 7 h às 18 h (11 h diárias), e mantém-se o consumo simultâneo com geração pelo período aproximado das 7 h às 8 h da manhã de segunda à sexta feira. Nos finais de semana, por não terem rotinas bem definidas, será considerada a simultaneidade entre geração e consumo no período das 7 h às 18 h. Mensalmente (30 dias) serão considerados quatro finais de semana (sábado e domingo – 8 dias) e 22 dias úteis (segunda a sexta feira).

Foi estimada também em 16% a simultaneidade diária entre geração e consumo pelo refrigerador, por ser um eletrodoméstico de

funcionamento constante. O percentual de 16% foi calculado pela proporção entre o consumo médio mensal do eletrodoméstico, que é de 56 kWh, disponibilizados no manual do fabricante, e o consumo médio mensal total da família, de 346 kWh. Dessa forma, os dias úteis possuem 25% (9% entre 7 h e 8 h, mais 16%) de simultaneidade entre geração e consumo, e 100% nos finais de semana. Assim, mensalmente foi 45% a composição geração/consumo simultâneos. Na Figura 2 (Canal Solar, 2023) é possível visualizar uma situação genérica entre geração e consumo de energia típicos (CANAL SOLAR, 2023). No estudo não foram considerados os custos de manutenção (limpeza das placas solares), bem como os dias de não geração, ou geração mínima, bem como a ocorrência de sombreamento (ESPOSITO et al., 2023) (inicial e/ou com novas construções adjacentes).

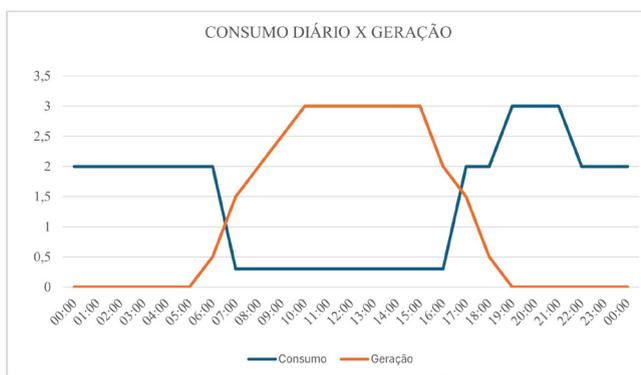


Figura 2 - Simultaneidade entre geração e consumo de energia elétrica

3.2 Cálculo do retorno do investimento

O estudo consiste na análise de dois cenários para identificar/mensurar as alterações na simultaneidade entre consumo e geração. No primeiro cenário, equivalente às unidades geradoras instaladas antes da vigência da Lei nº14.300/2022, considerou-se a simultaneidade de 100% entre geração e consumo. No segundo cenário com base nos hábitos reais de consumo da família já identificados, o cálculo considera em 45% a composição geração/consumo simultâneo. Nos dois cenários, foi acrescentada a taxação sobre o sistema de compensação de acordo com a regra de transição do artigo 27 da Lei nº14.300/2022.

Para os dois cenários foram calculados o *Payback* Descontado, o VPL e a TIR a fim de se avaliar a influência que a variação na simultaneidade entre geração e consumo da energia gerada pode ter nesse tipo de investimento. Algumas premissas foram consideradas para realizar a análise do retorno do investimento:

- toda energia produzida pelos painéis será consumida apenas em uma unidade consumidora;
- tempo de vida útil do sistema solar fotovoltaico de 25 anos;
- consumo médio mensal de 346 kWh;
- tarifa de energia (TE) convencional da COPEL para consumidor FIO B residencial de R\$ 0,38737/kWh;
- tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD) para consumidor FIO B residencial R\$ 0,42100/kWh;
- aumento anual da tarifa de energia da COPEL, em média, 11% ao ano;
- Taxa Mínima de Atratividade de 8% ao ano (a.a.)
- o valor do investimento foi o contratado junto a uma empresa instaladora de energia solar.

Para calcular a energia gerada anualmente, utilizou-se o software PV*SOL online (PV*SOL, 2024). Foram inseridos o consumo anual em kWh, localização (cidade, país), face de instalação, número de placas e modelo de inversor. Os resultados apresentados pelo sistema foram:

- Consumo anual (dado inserido)	5.485 kWh
- Energia gerada anualmente	3.629 kWh
- Autoconsumo	1.599 kWh
- Taxa de autoconsumo	43%*
- Injetado no sistema	2.070 kWh
- Consumo coberto pela rede elétrica	3.925 kWh
- Nível de autonomia	28,4%
- Emissões de CO2 evitadas	1.942 kg/ano

* A taxa de autoconsumo para efeito do estudo será considerada 45%, conforme disposto no item 3.1.

Na apuração do valor recuperado no primeiro ano foram analisadas as contas de energia elétrica de 2023. Embora a Lei 14.300/2022 já estivesse em vigor, o sistema foi instalado e homologado pela Copel no final de 2022. Nesse sentido, não era atingido pelas mudanças na forma de compensação/cobrança, provocada pela Lei 14.300/2022. Com base nos dados de consumo apurou-se um custo médio mensal de R\$ 356,16. Sobre esse valor foi acrescida a taxa de iluminação pública de R\$ 66,82, taxa que é constante e não é compensada; assim o custo médio mensal final é de R\$ 422,98. O valor médio mensal compensado foi de R\$ 194,92. O valor médio no pagamento da fatura foi de R\$ 228,06. O valor médio mensal compensado resulta em R\$ 2.339,04 no ano, valor a ser utilizado no ano 1 como recuperação do investimento.

O custo da energia elétrica gerada pelo sistema solar fotovoltaico pode ser calculado, de acordo com Silva (2013), através da Equação 3.

$$\text{Custo} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \frac{\left(\frac{\text{Valor do investimento} \times \text{TMA}}{100} \right)}{\text{Geração anual}} \quad (3)$$

$$\text{Custo} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \frac{\left(\frac{\text{R\$ } 14.500,00 \times 8}{100} \right)}{\left(\frac{457 \text{ kWh}}{1000} \right) \times 12} = 211,52 \text{ R\$ / MWh ou } 0,21152 \text{ R\$ / kWh}$$

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com um investimento de R\$ 14.500,00 (custo de equipamentos e instalação), o cálculo do *Payback* Descontado para o primeiro cenário, com 100% de simultaneidade entre geração e consumo (análogo às instalações existentes antes da vigência da Lei nº14.300/2022, em janeiro de 2023), iniciou-se com o fluxo de caixa anual (economia anual com a utilização SFV), acrescido anualmente da taxa de aumento da tarifa da Copel de 11%. Para o cálculo do fluxo de caixa descontado, considerou-se a TMA de 8%. O fluxo de caixa descontado acumulado representa o valor residual do investimento ainda não recuperado, portanto, quando ficar positivo indicará o tempo do *Payback*. Neste cenário o *Payback* Descontado foi de 6,83 anos, como pode ser observado na Tabela 4.

Tabela 4 – *Payback* Descontado - cenário 1 - 100% de simultaneidade entre geração e consumo

Ano	Fluxo de Caixa Anual (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado (R\$)
0		-14.500,00	-14.500,00
1	2.339,04	2.165,78*	-12.334,22
2	2.596,33	2.225,94	-10.108,28
3	2.881,93	2.287,77	-7.820,51
4	3.198,94	2.351,32	-5.469,20
5	3.550,83	2.416,63	-3.052,56
6	3.941,42	2.483,76	-568,80
7	4.374,97	2.552,76	1.983,96
8	4.856,22	2.623,67	4.607,62
9	5.390,41	2.696,55	7.304,17
10	5.983,35	2.771,45	10.075,62

Tabela 4 – *Payback* Descontado - cenário 1 - 100% de simultaneidade entre geração e consumo (cont.)

Ano	Fluxo de Caixa Anual (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado (R\$)	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado (R\$)
11	6.641,52	2.848,43	12.924,05
12	7.372,09	2.927,56	15.851,61
13	8.183,02	3.008,88	18.860,48
14	9.083,15	3.092,46	21.952,94
15	10.082,29	3.178,36	25.131,30
16	11.191,35	3.266,65	28.397,95
17	12.422,39	3.357,39	31.755,34
18	13.788,86	3.450,65	35.205,98
19	15.305,63	3.546,50	38.752,48
20	16.989,25	3.645,01	42.397,50
21	18.858,07	3.746,26	46.143,76
22	20.932,46	3.850,33	49.994,09
23	23.235,03	3.957,28	53.951,37
24	25.790,88	4.067,20	58.018,57
25	28.627,88	4.180,18	62.198,76

* Valor presente líquido

A TIR calculada do investimento foi 16% a.a. Comparando-se com a TMA de 8% a.a., considera-se o investimento viável.

O cálculo do VPL foi feito de acordo com o fluxo de caixa anual para 25 anos de vida útil do SFV e TMA de 8%, ficando igual a R\$ 62.198,76, indicando a viabilidade do investimento.

No cálculo do *Payback* Descontado no segundo cenário, considerando 45% de simultaneidade entre geração e consumo (55% da eletricidade gerada é injetada na rede de distribuição), a variável “economia anual com a utilização do sistema fotovoltaico” alterou-se, pois foi reduzida de acordo a taxa progressiva pela utilização do sistema de distribuição de eletricidade.

O ano 1 da Tabela 4 corresponde ao ano 2023, quando iniciou-se a taxa da energia gerada e compensação com a utilização da rede de distribuição da Copel, de acordo com a seguinte progressão:

- 2023: 15% de R\$ 0,421 (TUSD)
- 2024: 30% de R\$ 0,421 (TUSD)
- 2025: 45% de R\$ 0,421 (TUSD)
- 2026: 60% de R\$ 0,421 (TUSD)
- 2027: 75% de R\$ 0,421 (TUSD)
- 2028: 90% de R\$ 0,421 (TUSD)
- a partir de 2029: 100% de R\$ 0,421 (TUSD)

Assim, o valor pago pela utilização do sistema de distribuição foi calculado da seguinte forma: - Economia anual com a utilização do SFV x 55% (energia injetada na rede de distribuição) x R\$ 0,421 (TUSD) x percentual de progressão.

O desenvolvimento do cálculo do *Payback* Descontado para o cenário 2 seguiu os mesmos procedimentos do cenário 1 a partir dessa alteração, apenas substituindo os dados do “Fluxo de Caixa Anual” para o “Fluxo de Caixa Anual Reduzido”, ficando o *Payback* Descontado igual a 7,83 anos.

Os métodos para cálculo da TIR e do VPL também foram iguais ao praticado no cenário 1. A TIR para o cenário 2 ficou igual a 13%, acima da TMA de 8%, mas inferior a TIR do cenário 1 de 16%, e o VPL igual a R\$ 47.212,55, superior a zero, mas inferior ao VPL do cenário 1 de R\$ 62.198,76.

Tabela 5 – *Payback* Descontado para o cenário 2 - 45% de simultaneidade entre geração e consumo

Ano	Fluxo de caixa Anual (R\$)	Utilização do Sistema de Distribuição (R\$)	Fluxo de caixa Anual reduzido (R\$)	Fluxo de caixa Descontado (R\$)	Fluxo de caixa Descontado Acumulado (R\$)
0				-14.500,00	-14.500,00
1	2.339,04	81,24*	2.257,80	2.090,55**	-12.409,45
2	2.596,33	180,35	2.415,98	2.071,31	-10.338,13
3	2.881,93	300,29	2.581,64	2.049,39	-8.288,74
4	3.198,94	444,43	2.754,51	2.024,65	-6.264,09
5	3.550,83	616,65	2.934,18	1.996,95	-4.267,14
6	3.941,42	821,37	3.120,05	1.966,16	-2.300,98
7	4.374,97	1.013,03	3.361,95	1.961,67	-339,31
8	4.856,22	1.021,24	3.834,98	2.071,92	1.732,61
9	5.390,41	1.133,58	4.256,83	2.129,47	3.862,08
10	5.983,35	1.258,28	4.725,07	2.188,62	6.050,70
11	6.641,52	1.396,69	5.244,83	2.249,42	8.300,12
12	7.372,09	1.550,32	5.821,77	2.311,90	10.612,02
13	8.183,02	1.720,86	6.462,16	2.376,12	12.988,15
14	9.083,15	1.910,15	7.173,00	2.442,13	15.430,27
15	10.082,29	2.120,27	7.962,02	2.509,96	17.940,23
16	11.191,35	2.353,50	8.837,85	2.579,68	20.519,92
17	12.422,39	2.612,38	9.810,01	2.651,34	23.171,26
18	13.788,86	2.899,74	10.889,12	2.724,99	25.896,25
19	15.305,63	3.218,71	12.086,92	2.800,69	28.696,94
20	16.989,25	3.572,77	13.416,48	2.878,48	31.575,42
21	18.858,07	3.965,78	14.892,29	2.958,44	34.533,86
22	20.932,46	4.402,01	16.530,45	3.040,62	37.574,48

Tabela 5 – *Payback* Descontado para o cenário 2 - 45% de simultaneidade entre geração e consumo (cont.)

Ano	Fluxo de caixa Anual (R\$)	Utilização do Sistema de Distribuição (R\$)	Fluxo de caixa Anual reduzido (R\$)	Fluxo de caixa Descontado (R\$)	Fluxo de caixa Descontado Acumulado (R\$)
23	23.235,03	4.886,23	18.348,80	3.125,08	40.699,56
24	25.790,88	5.423,72	20.367,16	3.211,89	43.911,44
25	28.627,88	6.020,33	22.607,55	3.301,11	47.212,55

* Demonstrativo de cálculo do custo do valor de utilização do sistema $((2.339,04 \times 0,55) \times (0,421) \times (0,15^1)) = 81,24$.
¹ progressiva (15% inicial em 2023 a 90% em 2028 e 100% a partir de 2029 – conforme Tabela 4).

** Valor presente líquido

Na Tabela 6, apresenta-se resumo dos resultados da pesquisa.

Tabela 6 – Resumo dos resultados

Item	Cenário 1	Cenário 2	#
TMA	8,00%	8,00%	
TIR	17,00%	14,00%	-3,00%
VPL	R\$ 62.198,76	R\$ 47.212,55	-R\$ 14.772,95
Tempo Retorno do Investimento	6,83 anos	7,83 anos	12,77%

Os resultados corroboram o trabalho de Jauris (2023), embora o autor tenha considerado o tempo de retorno do investimento por meio do *Payback* Simples: 4 anos para o retorno do investimento antes das alterações impostas pela lei 14.300/2022 e de 4,5 anos após sua vigência. Há alongamento no prazo de retorno, similar ao obtido nesse estudo.

O VPL para esses dois cenários foi, respectivamente, de R\$ 28.186,19 e R\$ 18.586,18, uma redução de 34,06% ao fim da vida útil do SFV, apesar do tempo de retorno ter variado apenas em seis meses. Para outros dois cenários foram comparados o retorno do investimento antes e após a vigência da lei 14.300/2022, considerando um financiamento com juros de 1,15% ao mês para pagar o investimento; o *Payback* ficou, respectivamente, em 6,17 e 7,42 anos. Portanto, em todos os cenários o investimento foi considerado viável economicamente.

No trabalho de Oliveira (2023) os valores do tempo de retorno do investimento, também para *Payback* Simples, foram de 3 anos para instalações de SFV no ano de 2022 e de 3,33 anos para o ano de 2023 (períodos pré e pós vigência da lei 14.300/2022). O VPL é, respectivamente, de R\$ 244.116 e R\$ 213.022, 12,76% de redução do valor ao fim da vida útil do SFV.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo principal foi comparar o retorno do investimento para um consumidor residencial do estado do Paraná que instala um SFV conectado à rede elétrica, antes e após as mudanças impostas pela lei 14.300/2022, vigente a partir de janeiro/2023. O retorno do investimento mensurado pelo *Payback* Descontado sofreu alongamento de 12,77% (1 ano) e redução do VPL em 26,78% (R\$ 14.772,95).

A redução da receita do SFV de 26,78% se deve principalmente à taxação de 100% sobre o valor compensado na rede elétrica, a partir de 2029 (Ano 8). Portanto, os métodos de cálculo do retorno do investimento para novos usuários de SFV, após a vigência da Lei 14.300/2022, devem levar em consideração o ano de implementação do sistema, e quanto maior a distância do ano de 2023, maior será o tempo estimado de retorno e menor o VPL do investimento.

O sistema de compensação de energia elétrica na rede de distribuição eliminou a necessidade do uso de baterias como forma de armazenamento. Teve início com a Resolução ANEEL nº 482/2012, depois alterada pela resolução ANEEL 687/2015, e resultou maior viabilidade dos sistemas SFV. A forma interligada à rede, apesar de ter o custo de geração menor do que o da eletricidade da concessionária, pode não se apresentar economicamente viável a curto prazo, no entanto a médio e longo prazo demonstrou-se viável. A Lei 14.300/2022, dada a redução do VPL e aumento no prazo de retorno, pode ser vista como um retrocesso para a expansão dessa forma de geração de energia.

Aos usuários fica a vantagem de minimizarem os efeitos dos aumentos tarifários das concessionárias. Como desvantagem fica o custo da manutenção do sistema que, dependendo da localização, necessita de limpeza com maior frequência, reduzindo assim seu VPL, bem como alongando ainda mais o tempo de retorno.

Como limitação do estudo, destaca-se a consideração de apenas uma concessionária na avaliação da tarifa elétrica; embora a tarifa seja regulada pela ANEEL, há diferenças entre as concessionárias. Outro fator é que, com o avanço tecnológico, os custos do sistema tendem a baixar. No entanto, essas limitações não invalidam os resultados do estudo feito.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, L. G. S. et al. Responsabilidade compartilhada de resíduos sólidos: reflexões da implementação no município de Teresina-PI. Revista Gestão e Desenvolvimento, v. 18, n. 2, p. 03-25, 2021. DOI: <https://doi.org/10.25112/rgd.v18i2.2490>.

ANDRADE JUNIOR, L. M. L.; MENDES, L. F. R. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil. 2016. Disponível em: <http://essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/vertices/article/view/1809-2667.v18n216-03>>. Acesso em: 20 set. de 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Bandeiras tarifárias. 2023. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 07 jul. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 13 jul. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa 687, de 24 de novembro de 2015. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.

ASSAF NETO, A. Matemática financeira: edição universitária. 2ª Edição. Barueri/SP: Atlas, 2023.

BASTOS, R. Avaliação dos impactos ambientais da fabricação de um módulo fotovoltaico de silício policristalino. 2020. 110 f. Dissertação (Mestrado em Ensino de Ciências e Matemática) - Universidade de Passo Fundo, Passo Fundo, RS, 2020. Disponível em: <http://tede.upf.br:8080/jspui/handle/tede/2787>. Acesso em 15/09/2024.

BRASIL. Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm>. Acesso em: 10 jul. 2023.

CANAL SOLAR. Entendendo a tarifação do fio b previsto na lei 14.300. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/>>. Acesso em: 10 jul. 2023.

COPEL. Tarifas de energia elétrica. Disponível em: <<https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tarifas-de-energia-eletrica/>>. Acesso em 07 jul. 2023.

DANTAS, S. G. POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico. Disponível em: <http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/8400/1/TD_2388.pdf>. Acesso em: 08 jul. 2023.

DASSI, J. A. et al; Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil, 2015. Disponível em: <https://anaiscbc.emnuvens.com.br/anais/article/view/3924> Acesso em: 30/09/2024.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. Matriz energética e elétrica. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#:~:text=A%20matriz%20el%C3%A9trica%20brasileira%20%C3%A9,em%20sua%20maior%20parte%2C%20renov%C3%A1vel.>>. Acesso em: 18 de set. 2024.

ESPOSITO, M. et al. A utilização de modelos 3d na análise de sombreamento de módulos fotovoltaicos no software pvsyst. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 14, n. 2, p. 130-140, 2023.

GODOY, F. O.; GODINHO, E. Z.; DALTIM, R. S.; CANEPPELE, F. de L. Utilização da lógica fuzzy aplicada à energia solar. *Cadernos de Ciência & Tecnologia*, Brasília, v. 37, n. 2, e26663, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.35977/0104_1096.cct2020.v37.26663. Acesso em: 20/09/2024.

JAURIS, G. C. Energia solar fotovoltaica: estudo de viabilidade financeira de um sistema para atendimento de uma unidade consumidora residencial. 2023. 47 p. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Santa Maria, 2023.

KRELL, A. J.; DE CASTRO E SOUZA, C. B. A sustentabilidade da matriz energética brasileira: o marco regulatório das energias renováveis e o princípio do desenvolvimento sustentável. *Revista De Direito Econômico E Socioambiental*, v. 11, n. 2, p. 157-188, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.7213/rev.dir.econ.soc.v11i2.26872>. Acesso em: 25/09/2024.

LANDEIRA, J. L. F. Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil. 2013. 135 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

MONTENEGRO, A. A. Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil. 2013. 175p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.

MORAES, F. A. C. Impacto econômico das bandeiras tarifárias nos processos tarifários das distribuidoras de energia elétrica. 2018. 102 p. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas e Desenvolvimento) - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA); Escola Nacional de Administração Pública (ENAP), Brasília-DF, 2018.

MOREIRA, A. L. M.; DE OLIVEIRA, F. B. R. Estudo de viabilidade de sistema fotovoltaico conectado à rede em uma instituição de ensino. In: *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*. 2018.

OBEIDAT, F. A comprehensive review of future photovoltaic systems. *Solar Energy*, v. 163, p. 545-551, 2018.

OLIVEIRA, B. H. de. Análise da viabilidade econômica de investimentos em energia solar: cenário regulatório pós-lei 14.300. 78 p. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2023.

PHILIPPI JÚNIOR, A.; REIS, L. B. dos. Energia e sustentabilidade. Barueri, SP: Manole, 2016. Acesso em: 07 abr. 2024.

PV*SOL online – a free tool for solar power systems. 2024. Disponível em: <https://pvsol-online.valentin-software.com/#!/results>. Acesso em 23 out. 2024.

RIGO, P. D. et al. Competitive business model of photovoltaic solar energy installers in Brazil. *Renewable Energy*, v. 181, p. 39-50, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.031>.

RIOS, I.; RIOS, E. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: o que mudou com a resolução normativa nº 687 da agência nacional de energia elétrica–ANEEL. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 8, n. 2, p. 119-122, 2017. DOI: <https://doi.org/10.59627/rbens.2017v8i2.190>

RÜTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas à rede elétrica pública do Brasil. Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

SALIM, H. K. et al. Drivers, barriers and enablers to end-of-life management of solar photovoltaic and battery energy storage systems: A systematic literature review. *Journal of Cleaner Production*, v. 211, p. 537-554, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.229>.

TAB Energia. TE e TUSD: entenda as taxas da conta de luz da sua empresa. Disponível em: <https://tabenergia.com.br/blog/te-e-tusd/>. Acesso em 07 jul. 2023.

WERNKE, R. Gestão financeira: ênfase em aplicações e casos nacionais. Rio de Janeiro: Saraiva, 2008.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.